

КАЗАНСКИЙ ОРДЕНА ЛЕНИНА
И ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ В.И.УЛЬЯНОВА-ЛЕНИНА

На правах рукописи

Кадырова Лилия Булатовна

**КРИТЕРИИ НЕФТЕНОСНОСТИ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПОИСКОВО-
РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ЛОКАЛЬНО-НЕФТЕНОСНЫХ ГОРИ-
ЗОНТАХ НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ КАРБОНАТНЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА**

Специальность: 25.00.12 – «Геология, поиски
и разведка горючих ископаемых»

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Казань – 2007

Работа выполнена в НГДУ "Альметьевнефть" и на кафедре геологии нефти и газа Казанского государственного университета им. В.И.Ульянова-Ленина

Научный руководитель: - кандидат геолого-минералогических наук,
доцент Нургалиева Нурия Гавазовна

Официальные оппоненты:

- доктор геолого-минералогических наук,
доцент Успенский Борис Вадимович

- кандидат геолого-минералогических наук,
Панарин Александр Тимофеевич

Ведущая организация: Институт геологии и разработки горючих полезных ископаемых (ИГиРГИ), г. Москва

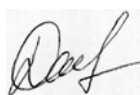
Защита состоится «29» мая 2007 г в 10⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д.212.081.04 при Казанском государственном университете по адресу: Республика Татарстан, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, 4/5, геологический факультет, ауд. 207.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Казанского государственного университета.

Автореферат разослан «28» апреля 2007г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,

К. Г. - М. Н., доцент



Д.И. Хасанов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы.

Одним из основных факторов, обеспечивающих оптимальную динамику добычи нефти, является подготовка и прирост новых запасов.

Характерным является то, что открываются в основном мелкие, не превышающие по запасам нескольких миллионов тонн, и низкопродуктивные залежи. Уменьшаются размеры открываемых залежей не только в освоенных регионах, но и на новых перспективных площадях. Основной прирост запасов получают, в большинстве случаев, в освоенных регионах за счет доразведки ранее открытых залежей и повышения категориальности запасов.

Многочисленные мелкие сложные для опосредования и разведки нефтяные залежи характерны для верхнедевонских карбонатных отложений Южно-Татарского свода. Ловушки часто приурочены к рифогенным локальным карбонатным образованиям и эрозионным выступам. Разработка критериев нефтеносности и оптимизации поисково-разведочных работ в таких локально-нефтеносных объектах, которым посвящена данная работа, является актуальной проблемой.

Исследования автора проводились в рамках проблемной тематики по разработке комплексных методических подходов при поисково-разведочных работах в локальных природных резервуарах палеозойского чехла Южно-Татарского свода на основе геолого-геофизических исследований.

Целью данной работы является выявление ведущих критериев нефтеносности и оптимизация поисково-разведочных работ в локально-нефтеносных горизонтах верхнедевонских карбонатных отложений Южно-Татарского свода на основе анализа комплекса поисково-разведочных и скважинных геофизических данных.

Основные задачи исследований:

- Определение закономерностей вертикальной миграции и критериев нефтеносности на основе совместного анализа морфологических особенностей структурных зон и пространственного распределения значений гамма-каротажа (ГК) в породах-покрышках.
- Установление эффективности применения расширенного комплекса скважинных геофизических исследований для целей разведки и доразведки мелких залежей.
- Оптимизация поисково-разведочных работ в локально-нефтеносных горизонтах на основе применения ведущих критериев нефтеносности и расширенного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС).

Методы исследований.

В работе используются методы, основанные на изучении геологического и тектонического строения основных нефтегазоносных и потенциально - нефтегазоносных комплексов: анализ структурных планов маркирующих поверхностей, палеоструктурный анализ, комплексный анализ данных о геолого-геохимических и геолого-геофизических особенностях нефтегазоносных комплексов.

Фактический материал.

В основу диссертации положены следующие данные:

1. Данные абсолютных отметок (4294 скважины) по кровлям данково-лебедянского, елецкого, бургского и семилукского горизонтов.
2. Фактический материал по геолого-разведочным работам – данные керн, СКО, КИИ-146, ИГН по 3040 скважинам.
3. База данных по замерам значений J_g (ГК) и J_{ng} (нейтронный гамма – каротаж - НГК) в 436 скважинах Миннибаевской площади.
4. Данные ГИС и экспериментальных работ по одной контрольной скважине.

Научная новизна

1. На основе комплексного анализа материалов ГИС, геолого-промысловых данных предложена модель образования залежей нефти в данково-лебедянских отложениях, как результат вертикальной и последующей латеральной миграции углеводородов в приразломных зонах из нижележащих терригенных коллекторов девонских отложений.
2. На базе предложенной модели формирования залежей нефти разработаны критерии нефтеносности, основанные на анализе структурно-морфологических параметров локальных структур и картирования ГК и НГК зон в породах-покрышках природных резервуаров в пределах выявленных структурных поднятий.
3. Обосновано применение расширенного комплекса ГИС в карбонатных коллекторах для повышения эффективности разведочных работ. Совместно со специалистами НПГФ "Радионда LTD", ООО "FXC-ПНГ" разработан и впервые внедрен комплекс радиоволновых исследований в геоэлектрических условиях залежей нефти НГДУ "Альметьевнефть" Республики Татарстан. Опробованная технология основана на применении радиоволнового метода изучения электрических свойств горных пород в межскважинном и околоскважинном пространстве, обеспечивающая разведку объекта в дальней зоне пласта.
4. Составлена схема оптимизации поисково-разведочных работ в локально-нефтеносных горизонтах на примере верхнедевонских карбонатных отложений Южно-Татарского свода.

Основные защищаемые положения:

1. Структурный фактор и ГК-аномалии в породах-покрышках являются ведущими критериями выделения перспективных зон в локально-нефтеносных горизонтах карбонатных отложений верхнего девона Южно-Татарского свода.
2. Оптимизация поисково-разведочных работ в локально-нефтеносных горизонтах карбонатных отложений верхнего девона Южно-Татарского свода на основе ведущих критериев нефтеносности и применения расширенного комплекса ГИС.

Практическая ценность работы и реализация результатов в промышленности

Результатом реализации исследований автора является выявление и подготовка новых нефтеперспективных ловушек нефти, открытие месторождений, связанных с ловушками сложного строения в отложениях фаменского яруса. Значительно расширены перспективы нефтеносности карбонатных отложений девона на склонах Южно-Татарского свода. Это, в свою очередь, привело к открытию новых залежей и существенному повышению эффективности геологоразведочных работ. Критерии и рассматриваемая оптимизация поисково-разведочных работ применима ко всем карбонатным отложениям, а подтверждением являются открытия, сделанные в последние годы.

Данные, полученные в результате обобщения материалов по нефтеносности, явились основой для оценки геологической и экономической целесообразности опосредованного возврата объектов с целью выявления залежей нефти и получения дополнительного прироста запасов на территории Республики Татарстан. Результаты исследований автора были также использованы при проведении аудита запасов нефти компанией «Миллер и Ленд». По рекомендациям автора проводятся исследования с целью поисков новых залежей нефти для получения прироста запасов нефти, а также при проведении мероприятий по вскрытию пластов в «возвратных» объектах.

Разработанная автором схема оптимизации поисково-разведочных работ, сосредоточенных в локально-нефтеносных горизонтах обеспечила прирост запасов нефти по данково-лебедянскому горизонту в объеме 400 тыс.т. нефти.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 6 печатных работ, из которых две работы – в журнале «Геология нефти и газа».

Апробация работы.

Основные положения диссертации докладывались на конференции главных геологов в г. Джалиль (1999г.), на 4-й международной конференции “Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа” (г. Москва, МГУ,

2000 г.), на 5-й международной конференции “Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа” (г. Москва, МГУ, 2001 г.), на 9-й международной конференции “Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа” (г. Москва, МГУ, 2005 г.), на ярмарке идей ОАО “Татнефть” (г. Альметьевск, 2005 г.).

Структура и объем работы.

Диссертация состоит из введения, 4 глав и заключения. Работа изложена на 148 страницах машинописного текста, содержит 38 рисунков и 14 таблиц. Список использованной литературы содержит 163 наименования.

Работа выполнена в НГДУ “Альметьевнефть” и на кафедре геологии нефти и газа Казанского государственного университета под научным руководством кандидата геолого-минералогических наук, доцента Н.Г.Нургалиевой.

Автор выражает огромную признательность кандидату геолого-минералогических наук, бывшему главному геологу НГДУ “Альметьевнефть” А.Т.Панарину за ценные советы и помощь на начальной стадии выполнения данной работы.

В период выполнения работы автор пользовался консультациями докторов геолого-минералогических наук Р.П.Готтих, Б.И.Писоцкого, кандидата технических наук Р.Ш.Хайретдинова, кандидатов геолого-минералогических наук В.А.Истратова, Н.Г.Абдуллина, И.П.Зинатуллиной, Р.Н.Бурханова, заслуженного нефтяника ТАССР Н.А.Плотникова.

Автор считает своим долгом выразить всем им самую искреннюю признательность и благодарность.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ.

Глава 1. История изученности верхнедевонских карбонатных отложений.

В первой главе работы рассмотрены этапы изучения карбонатных отложений и вклад ученых в исследование локально-нефтеносных объектов.

В истории геологической изученности карбонатного девона Татарстана, как и всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, выделяется 3 этапа: первый этап охватывает период, начиная с 1942 г по 1951 г, второй – с 1951 по 1960 годы, третий – с 1961 года по настоящее время.

Первый этап охватывает период времени от первого вскрытия разреза названных толщ (1942) и создания первых схем их расчленения скоррелированных с разрезами Урала и до принятия первой унифицированной схемы стратиграфии девона и карбона Восточно-Европейской платформы (1951г).

Второй этап (1951-1960гг) знаменуется дальнейшим накоплением фактического материала, уточнением объемов стратиграфических подразделений, более дробным расчленением разреза и созданием второго варианта унифицированной схемы стратиграфии палеозоя Волго-Уральской области.

Третий этап, продолжающийся с 1961 г по настоящее время, характеризуется дальнейшим уточнением унифицированной схемы, большей детализацией стратификации разрезов и поисками залежей нефти.

Большой вклад в проблему изучения геологического строения и нефтеносности карбонатных коллекторов внесли ученые ТатНИПИнефти, ТГРУ, КГУ, БашНИПИнефть, Башгеофизика, Татнефтегеофизика и др.

Дальнейшие перспективы развития нефтяной и газовой промышленности все больше связывают с поисками и разведкой объектов, приуроченных к коллекторам со сложной литолого-петрофизической характеристикой – “нетрадиционным” коллекторам с пористостью 4-8%.

Промышленная нефтеносность локальных горизонтов, как правило, устанавливается в процессе бурения скважин на основные базисные горизонты Татарстана – терригенные девонские отложения и терригенно-карбонатные нижнекаменноугольные отложения, на высокопористые коллектора преимущественно с межзерновой пористостью.

В связи с необходимостью получения дополнительного прироста запасов нефти меньшими затратами возникла проблема всестороннего изучения коллекторов локально-нефтеносных горизонтов и залежей в сложно построенных коллекторах. Это привело к необходимости выявления более эффективных поисковых признаков, усовершенствованию методов геофизических исследований скважин, вскрытия и освоения различных типов карбонатных коллекторов, характеризующихся сложным геологическим строением и высокой степенью неоднородности коллекторов.

Глава 2. Особенности геологического строения.

Во второй главе дана общая характеристика тектонического и литолого-стратиграфического строения верхнедевонских карбонатных отложений и нефтеносности карбонатного резервуара по данным керна и испытаний на приток.

Начиная с кровли фаменского яруса, а также по тульскому и верейскому горизонтам карбона структурный план Южно-Татарского свода претерпевает существенные изменения. На месте монолитных блоков фундамента и изометрических девонских форм появляются многочисленные локальные купола рифогенной природы.

Изменения палеотектонической и палеогеографической обстановки седиментации как на платформе в целом, так и в пределах структур на территории Республики Татарстан повлекли за собой изменения в распределении осадков. Сравнивая разрезы, можно наметить среди них по преобладанию тех или иных пород и по некоторым другим признакам (толщина отложений, состав фауны, перерывы в осадконакоплении) разрезы, являющиеся типичными для той или иной части территории республики.

В данной работе рассматриваются отложения карбонатного девона Южно-Татарского свода. По унифицированной схеме стратиграфии палеозоя Восточно-Европейской платформы 1997 г. нижнефранский подъярус представлен карбонатными отложениями в составе саргаевского, семилукского, бурежского горизонтов, верхнефранский подъярус – карбонатными отложениями воронежского, евлановско-ливенского горизонтов. Нижнефаменский подъярус представлен карбонатными породами задонского и елецкого горизонтов, верхнефаменский подъярус – карбонатными породами данково-лебедянского горизонта.

Данково-лебедянский продуктивный комплекс является горизонтом доразведки, опробование и разведочные работы проводятся при бурении на базисный горизонт – на отложения девона. В отложениях данково-лебедянского горизонта выделяется 4 пласта снизу-вверх: dl-1, dl-2, dl-3, dl-4 и перекрывающие их реперные пачки. Нефтеносность данково-лебедянских отложений связана с карбонатными породами-коллекторами, представленными органогенно-детритовыми, комковатыми, стустковыми, известняками, доломитизированными известняками и доломитами. Нефтенасыщенность пород послойно неравномерная и приурочена к пористо-каверново-трещинным участкам, залегающим под региональной покровной.

На территории Миннибаевской площади при бурении в 1967 году разведочной скважины на отложения докембрия, процесс бурения пришлось приостановить из-за нефтепроявлений в отложениях верхнего фамена. Разведочная скважина доказала перспективность отложений и послужила началом работ по поискам перспективных зон. Построение структурной карты по кровле данково-лебедянского горизонта позволило оконтурить структуры и наметить бурение на отложения данково-

лебебянского горизонта. Четыре проектные скважины на отложения турнейского яруса, пробуренные в 1993 и 1994 годах были углублены, получена нефть, в результате была оконтурена структура - залежь, приуроченная к западной части Миннибаевской площади, граничащей с Алтунино-Шунакским прогибом, отделяющим ее от Ново-Елховской структуры.

В мае 1971 года в восточной части Миннибаевской площади у границы раздела с Абдрахмановской площадью на одной из оконтуренных структур были пробурены 6 скважин на отложения данково-лебебянского горизонта, скважины работали с дебитом до 6 т/сут длительное время.

При электрометрических исследованиях ряда скважин было отмечено повышенное сопротивление на участках карбонатного разреза с повышенными коллекторскими свойствами. При проходке нижней части евлано-ливенских и воронежских отложений было замечено нефтепроявление на одной из скважин Миннибаевской площади, бурение было приостановлено, сделан каротаж, по результатам которого выделены интервалы карбонатных пород с нефтеносной характеристикой. В результате испытания КИИ-146, из воронежского горизонта было поднято 2,6 м³ нефти. Потенциальный дебит участка опробования составил 64,9 т/сут при пластовом давлении 175 атм. По результатам ГИС нефтенасыщенные интервалы отмечены и выше; в елецком, задонском, евлано-ливенском горизонтах выделено 15 пластов толщиной от 2 до 20 м.

По предложению диссертанта на наблюдательной скважине были проведены экспериментальные работы по опробованию радиоволнового метода в геоэлектрических условиях месторождения. Проведенные исследования доказали наличие нефти в дальней зоне пласта и подтвердили перспективность структуры.

Нефтеносность залежей данково-лебебянских отложений связана с пластами dl-3 и dl-4 в сводовой части локальных структур. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина их на залежи 536 изменяется от 2,0 м до 6,6 м, а на залежи 541 - от 1,0 м до 7,0 м, составляя в среднем для залежей, соответственно, 3,4 м и 2,9 м. Распространенность и выдержанность каждого из продуктивных пластов различна, что достаточно четко видно по профилю.

Анализ результатов опробования и промыслово-геофизических материалов показал, что границы нефтенасыщения перспективных участков и залежей, как правило, совпадают с границами локальных поднятий. Залежи в данково-лебебянских отложениях пластово-сводовые. Основным продуктивным пластом является пласт dl-3, нижняя часть горизонта нефтенасыщена только в высокоамплитудных структурах в тех случаях, когда амплитуда поднятия превышает суммарную мощность комплекса.

Глава 3. Влияние палеогеологических условий на размещение ловушек.

В главе рассмотрены палеогеографические и палеотектонические условия формирования карбонатных коллекторов, дана генетическая классификация и закономерности размещения ловушек.

Развитие процессов формирования пород-коллекторов фаменского времени определялось обстановками осадконакопления, которые характеризовались мелководно-морскими условиями. На Южно - Татарском своде и восточном склоне Токмовского в основном накапливались известковистые и реже органогенные илы. Подобное распределение осадков обусловило формирование коллекторов.

Таким образом, строение карбонатных коллекторов определяется литологической структурой и текстурой, формой залегания и изменчивостью физических свойств, определенных геологическим развитием территории и соотношением стадий литогенеза. Стадия эпигенеза, выраженная в развитии вторичной пористости и трещиноватости, является ведущей в формировании пустотного пространства карбонатных коллекторов.

В результате анализа более 30 структур, приуроченных к различным тектоническим и литологическим зонам, было проведено районирование территории по типам локальных структур, а также выявлены возможные зоны развития эрозионных выступов, рифовых массивов и других атектонических форм в карбонатной толще девона и нижнего карбона. Анализ проводился по всему разрезу от кристаллического фундамента до каширских отложений.

Глава 4. Критерии нефтеносности и оптимизация поисково-разведочных работ в локально-нефтеносных горизонтах на примере верхнедевонских карбонатных отложений Южно-Татарского свода.

В разделе 4.1 Критерии нефтеносности локально-нефтеносных горизонтов верхнедевонских карбонатных отложений выявлены ведущие критерии нефтеносности: структурный фактор, обуславливающий распределение углеводородов в природных резервуарах и зоны повышенной естественной радиоактивности в слабопроницаемых покрышках в границах перспективных структурных поднятий по данным гамма-каротажа. Рассмотрены закономерности вертикальной миграции и аккумуляции углеводородов. На основе этих критериев выделены локальные нефтеперспективные структуры.

Полученные критерии явились результатом обобщения результатов стандартных и специальных поисково-разведочных, геолого-промысловых и скважинных геофизических исследований.

Основой выявления перспектив нефтеносности являлись структурные карты (рис.1). На эту основу выносились результаты обобщения материалов стандартного электрического и радиоактивного каротажа по боль-

шому фонду скважин (например, на Миннибаевской площади этот фонд составляет около 2000 скважин), отмечались зоны коллекторов с доказанной нефтенасыщенностью по данным газового каротажа, отбора керна и испытаний пластов.

Затем проводились структурно-морфологических определения по всем локальным поднятиям, и были определены следующие основные структурно-морфологические параметры, указывающие на перспективность ловушек (на примере Миннибаевской площади):

- наличие гидрозамка, расположенного в краевой, или в периклинальной части структуры, по направлению движения углеводородов;
- углы наклона крыльев структурных ловушек должны быть в 10 раз больше регионального уклона, сформировавшегося к настоящему времени;
- ловушки должны иметь определенную форму, которая выражается отношением и критическим значением отношения ее высоты к ширине K ($K = h/L$) > 7 м/км.

По результатам нефтепоисковых работ считается достаточно обоснованным вывод ряда исследователей о том, что образование залежей нефти в карбонатных коллекторах востока и юго-востока Татарстана происходило за счет разрушения и переформирования месторождений в нижнем базисном горизонте - терригенном девоне и последующей миграции нефти по восходящим каналам с заполнением трещинных зон. Расположенные выше терригенного девонского продуктивного горизонта карбонатные коллекторы по различным геолого-техническим причинам изучены в значительно меньшей степени, чем основные объекты эксплуатации. Очевидна важность выявления каналов миграции и ореолов рассеяния углеводородов над базисным горизонтом для поисков нефтяных залежей в вышележащих отложениях.

В случае глинистых покрышек должна учитываться естественная радиоактивность глин, обусловленная присутствием изотопа ^{40}K , для чего измерения методом ГК дополняются гамма - спектрометрией.

В настоящее время общепризнана приуроченность многих нефтяных залежей к трещиноватым зонам, расположенным вблизи древних прогибов. Причем установлено, что тектонические трещины в нефтеносной части пласта и покрышке над ним вторичными процессами либо не цементируются вовсе, либо подвержены цементации в меньшей степени, чем трещины в водной части коллектора. Поэтому при формировании или переформировании нефтяных залежей миграция углеводородсодержащих флюидов с повышенным содержанием радиоактивных элементов будет происходить, главным образом, по восходящим путям над нефтяными частями залежей, что должно приводить к образованию локализованных над ними зон повышенной радиоактивности в слабопроницаемых покрышках и над ними (Готтих, Писоцкий, 2000).

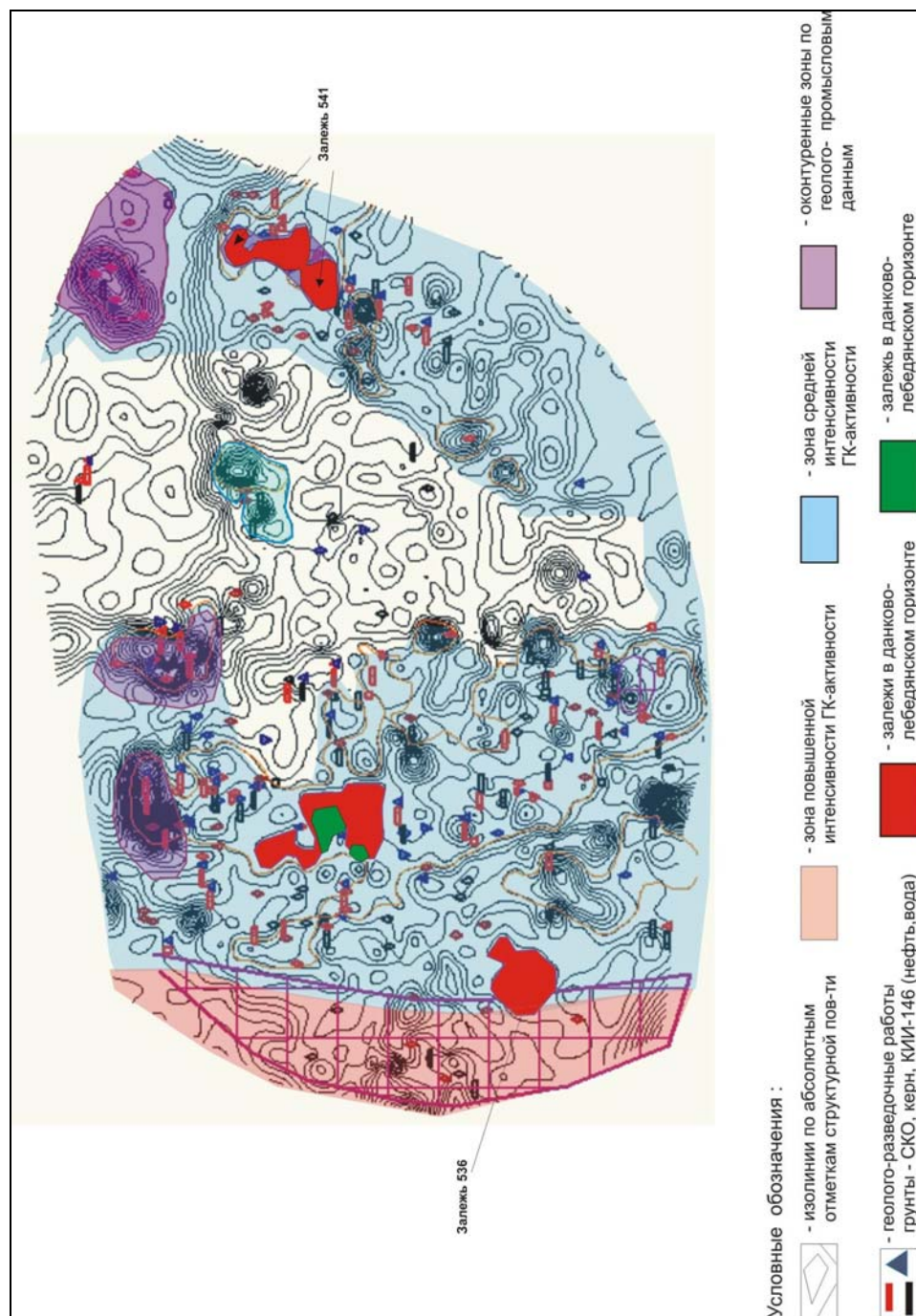


Рис. 1. Совмещение структурной карты по кровле данково-лебедянского горизонта, карты геолого-геофизической изученности по данным геолого-разведочных и геолого-промысловых работ, а также карты зональности ГК в породах-покрышках карбонатных резервуаров данково-лебедянского горизонта Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. Красным цветом отмечены низкодебитные, а зеленым – высокодебитные участки залежей. Размеры площади составляют с запада на восток примерно 24 км, с севера на юг – 16 км.

Наличие зон повышенной радиоактивности в породах над нефтяными залежами может служить эффективным критерием нефтеносности и, соответственно, поисковым признаком как для нахождения новых залежей в вышележащих отложениях, так и для выявления самой базисной залежи.

Восходящая миграция и генерация углеводородов в семилукско-бурегских отложениях может привести к образованию новых залежей нефти; такое явление наблюдается и по материалам геохимических исследований по ряду скважин (Готтих, Писоцкий, 2000).

Эталонная нефтяная залежь в семилукско-бурегских отложениях на севере Березовской площади имеет над собой четко выраженный площадной ореол рассеяния углеводородов, диагностируемый по данным повышенных значений ГК в породах-покрышках. При рассмотрении карт перспективности Миннибаевской площади можно отметить приуроченность ореолов рассеяния углеводородов к зонам повышенных значений ГК в породах-покрышках в границах перспективных структурных поднятий. Особенно четко выделяется меридиональная зона повышенной интенсивности описываемого ореола на западе площади, примыкающая к Алтунино-Шунакскому разлому. Это явление, по мнению многих исследователей, указывает на существенное значение данного разлома в образовании залежей в карбонатном девоне Миннибаевской площади.

Для создания модельных представлений об отражении глубинных процессов в аномальных геофизических параметрах среды были взяты материалы по 436 скважинам Миннибаевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения.

Одним из параметров, позволяющих регистрировать проявление глубинных процессов, является аномальная радиоактивность, связанная с привнесом в осадочный чехол одновременно с углеводородами широкой гаммы металлов, в том числе и урана, который выступает в качестве трассера путей миграции флюида. Все это позволяет использовать радиоактивный каротаж для построения карт площадных вариаций гамма поля и, следовательно, выделения областей инъекции глубинных флюидов.

Для изучения вертикальной унаследованности естественного гамма-поля были выбраны хорошо прослеживаемые на площадях Татарстана карбонатные горизонты (окский, семилукский, бурегский), которые имеют в своем составе пласты с повышенными значениями естественного гамма-поля. На площади $\sim 335 \text{ км}^2$ (15 на 22,5 км) для таких пластов построены карты распределения гамма-поля (J_g) и нейтронного гамма-поля (J_{ng}). Для полноты характеристики разреза построена карта распределения естественного гамма-поля по глинам кыновского горизонта.

На всех рассмотренных картах гамма-поле ведет себя не хаотично, а подчиняется определенной закономерности, выражающейся в наличии линейных зон повышенных значений радиоактивности, прослеживающихся с большей или меньшей повторяемостью на всех изучаемых уровнях разреза. Общим является наличие зоны юго-запад - северо-восточного про-

стирания, в пределах которой сосредоточены максимальные значения J_g . Наибольшая плотность их наблюдается в центральной части площади, что отчетливо выражено на картах радиоактивности семилукского и окского горизонтов, и менее отчетливо - воронежского и бурежского. Согласованность поведения гамма-поля в карбонатном разрезе свидетельствует о наличии общих причин, приводящих к его формированию, а сквозной характер, наблюдающийся почти в 1000 м разрезе, говорит об унаследованно развивающихся областях проводимости глубинных флюидов, приводящих к повышению радиоактивности пород в областях их внедрения. Основным направлением является северо-восточное, секущееся более узкими линейными зонами северо-западного простиранья.

Анализ карт распределения гамма-поля J_g и нейтронного гамма-поля (J_{ng}) позволяет сделать вывод о том, что наиболее высокие значения амплитуды J_g наблюдаются в месте пересечения зон повышенных значений, а, именно, в юго-западной части площади. Наиболее контрастно это выражено на картах, отражающих поведение гамма-поля в семилукских, бурежских, воронежских и окских отложениях.

Сопоставление карт распределения гамма-поля J_g и нейтронного гамма-поля J_{ng} показало, что областям развития пород с повышенной естественной радиоактивностью соответствуют области пониженных значений нейтронной гамма-активности. Наиболее четко прослеживается зона пониженных значений J_{ng} , простирающаяся с юго-запада на северо-восток. Они не идеально соответствуют друг другу по значениям, но аналогичны по простиранью во всех горизонтах. На карте вариаций нейтронного гамма-поля J_{ng} окского горизонта выделяется также поперечная зона пониженных значений J_{ng} , простирающаяся с юго-востока на северо-запад.

Таким образом, в большинстве случаев области пониженных значений J_{ng} на картах вариаций нейтронного гамма-поля соответствуют областям повышенных значений J_g на картах вариаций гамма-зон.

В связи с тем, что показания нейтронного гамма-каротажа отражают в пластах водородосодержание, понижение значений НГК в чистых карбонатных разностях может быть обусловлено, как известно, наличием органического вещества или воды. В связи с тем, что поведение нейтронного поля на площади месторождения, особенно в центральной его части, синхронно во всем разрезе от семилукских отложений, обогащенных органическим веществом, до окских, практически лишенных органического вещества, можно полагать, что на понижение показаний НГК влияет не только органическое вещество, но и водородосодержание, определяемое трещиноватостью (или вторичной пористостью), унаследованно развитой в разрезе и обусловившей повышенную проводимость пород для глубинных флюидов.

На построенных картах показано направление областей развития повышенной естественной радиоактивности J_g и пониженных значений J_{ng} . Карты сопоставлены с разломами, определенными по геологическим дан-

ным. Такое сопоставление показало, что выделенные нами зоны, в общем, согласуются с разломно-блоковой структурой осадочного чехла. Центральная область повышенных значений J_g контролируется разломами того же простирания, а перпендикулярные ей также совпадают с тектоническими нарушениями северо-западного направления. Области максимальных значений J_g приурочены к зонам пересечения разломов.

На основании результатов этого анализа построена схема, на которой отчетливо виден жесткий структурный контроль полосовых аномальных проявлений обсуждаемых характеристик геосреды. При этом наблюдается их дискретное размещение по простиранию тектонических зон в связи с высокой плотностью развития аномалий в области структурно-тектонических узлов. Подтверждается и плановое пространственное совмещение в одних крупных зонах высокой плотности аномалий значений ГК и НГК. В наибольшей степени это справедливо для зоны северо-восточного направления и широтной зоны, надежно прослеживаемой в центральной части площади.

Пересечение в центре Миннибаевской площади тектонических зон разных направлений определяет, по-видимому, развитие относительно этого тектонического узла и концентрически-зонального типа пространственного распределения рассматриваемых параметров.

Анализ этих материалов позволяет сделать вывод о том, что на протяжении всей истории развития территории проникновение восстановительных систем в осадочный чехол происходило по вертикальным ослабленным зонам в периоды геодинамической активизации территории и сброса тектонических напряжений.

Таким образом, материалы, приведенные в настоящей главе, позволяют сделать следующие выводы:

- формирование толщ с аномальной геохимической характеристикой в разрезе осадочного чехла юго-востока Русской плиты подчиняется главной геологической периодичности и связано с поступлением в седиментационные бассейны глубинных эманаций в периоды разрядки тектонических напряжений;

- анализ площадных вариаций радиоактивности пород, выполненный по нескольким интервалам разреза в пределах Миннибаевской площади, позволил выявить области повышенной радиоактивности, показать унаследованный их характер. Выявлено и пространственное совмещение в одних крупных зонах повышенных значений ГК и пониженных - НГК. В наибольшей степени это справедливо для зоны юго-запад - северо-восточного направления, прослеживаемой в центральной части площади;

- сопоставление структурно-тектонического строения карбонатной толщи $D_3 - C_1$, полученного по результатам морфоструктурного анализа, данных разломной тектоники осадочного чехла и материалов промыслово-геофизических исследований позволяет рассматривать выделенные зоны как области развития унаследованной нарушенности пород, являвшимися

путями поступления в седиментационные бассейны глубинных металлоносных систем. Последнее обеспечило площадное развитие пород с аномальными характеристиками, на фоне которых места инъекций выделяются максимальными геохимическими параметрами.

Раздел 4.2. Эффективность применения расширенного комплекса скважинных геофизических исследований при разведке мелких залежей.

Эффективность разработки средних и мелких по размерам залежей нефти, залегающих в карбонатных породах на достаточно больших глубинах, во многом определяется качеством и детальностью их геологического изучения.

Построить геологическую модель месторождения требуемой детальности и надежности невозможно без применения геофизических методов изучения геологической среды. Однако, применяемые в настоящее время для выявления и оценки нефтеперспективных структур геофизические методы (в том числе и 3D сейсморазведка) на больших глубинах не обеспечивают требуемую детальность. Это связано, как с неоднородностью перекрывающих отложений, так и со слабой контрастностью и малыми размерами искомых объектов. Стандартный комплекс ГИС дает характеристики пород в непосредственной близости от стенки скважины. Очевидный разрыв между двумя этими системами исследования нефтяных месторождений могут заполнить методы изучения межскважинного пространства. Наиболее близко к решению подобных задач находится метод радиоволновой геоинтроскопии горных пород в пространстве между скважинами.

В разделе рассмотрены вопросы комплексирования ГИС, результаты экспериментальных геофизических исследований, исследование качественных и количественных характеристик насыщения коллекторов, исследована структура и насыщенность карбонатных природных резервуаров радиоволновым методом.

На примере ранее разведочной, а сегодня наблюдательной скважины оценена эффективность разведки залежей нефти геофизическими методами.

Разрез этой скважины по применяемому комплексу ГИС не содержит нефтенасыщенных пластов, скважина служит для наблюдения за карбонатными отложениями, а также она оснащена стеклопластиковым хвостовиком, что позволяет проводить на скважине радиометрические волновые исследования.

Получение базовых замеров методами, применяемыми для контроля за нефтенасыщением коллекторов - основной элемент мониторинга за насыщением коллекторов. Для проведения бокового индукционного зондирования (БИЗ) в комплекс ГИС были включены 3 индукционных зонда с базой 1,0; 0,5; 0,25 м. При этом определение удельного

электрического сопротивления (УЭС) и соответственно коэффициентов нефтенасыщенности пластов проводилось по данным зондов ЗИ-1,0 и ЗИ-0,5, а по данным измерений зондом ЗИ-0,25 характер насыщения коллекторов определялся на качественном уровне, поскольку зонд метрологически не обеспечен.

Измерения волновым диэлектрическим каротажем (ВДК) выполнялись 2-мя зондами на частотах 30 и 43 МГц.

В комплекс исследований наряду был включен импульсный нейтронный каротаж (ИНК) для уточнения возможностей ИНК по оценке нефтенасыщения карбонатных коллекторов путем сопоставления данных метода с результатами исследований ИК и ВДК.

Программа исследований предусматривала выполнение 4-х циклов исследований. При этом первый и второй циклы выполняются в открытом стволе и сразу после цементирования обсадной колонны, в условиях, когда прискважинная зона насыщена пресным фильтратом промывочной жидкости. Третий и четвертый циклы исследований должны были быть выполнены после расформирования зоны проникновения - через 3 и 6 месяцев после обсадки скважины. Однако при выполнении третьего цикла исследований в декабре 1998 года (до этого устье скважины находилось под столбом ротора бурового станка) приборы в интервал исследований не прошли. Последующий цикл исследований выполнен в октябре 1999 года, после проведения ремонтных работ и восстановления проходимости ствола скважины.

В разрезе, перекрытом стеклопластиковым хвостовиком, выделяются два нефтенасыщенных пласта. Первый - в елецком горизонте в интервале 1468,4-1473,3 м с коэффициентом пористости равным 11,7-14,6 % и нефтенасыщенностью 74-76 %, второй - в воронежском горизонте в интервале 1601,3-1604,1 м с коэффициентом пористости (K_p) равным 9,3 % и нефтенасыщенностью - 65 %.

Анализ результатов геофизических исследований по скважине, пробуренной на расстоянии 2 км севернее указанной разведочной скважины в январе 1996 года, показывает, что в кровельной части елецких отложений выделяется интервал 1405,3-1409,9 м с $K_p = 5,7-8,2$ % и УЭС 18,4-23,3 Ом·м. В нижней части елецких отложений в интервале 1451,3-1471,5 м с $K_p - 13,4$ % УЭС равно 20,9 Ом·м. Отметим, что толщина отложений елецкого горизонта в этой скважине равна 78 м, а в разведочной скважине - 31 м.

В скважине, пробуренной в марте 1997 года на расстоянии 400-500 м северо-восточнее разведочной скважины, продуктивные коллекторы выявлены в воронежско-ливенском горизонте в 5 интервалах с коэффициентом пористости от 10,8 % до 21,3 %, коэффициентом нефтенасыщенности от 60,3 % до 82,8%.

Сопоставление данных интерпретации методов ИК и ВДК в обсаженной скважине с результатами обработки данных открытого ствола по-

казывает, что коллекторы в разрезе, охарактеризованные при исследованиях в мае 1998 года как слабонефтенасыщенные и с остаточной нефтенасыщенностью, являются водоносными.

В целом, обобщение результатов описанных исследований показало, что:

1. Нефтенасыщенными являются интервал 1468,4-1473,3 м в елецких отложениях и интервал 1601,3-1604,1 м воронежского горизонта, остальные коллекторы водоносные. Из-за наличия повышающей зоны проникновения при исследованиях в открытом стволе часть водоносных коллекторов была охарактеризована как слабонефтенасыщенные коллекторы. Сопоставление результатов исследований по разведочной скважине и близлежащим скважинам показывает, что наличие продуктивных интервалов в елецких и воронежских горизонтах характерно для рассматриваемого участка залежи.
2. Наибольшей чувствительностью при оценке характера насыщения низкопористых карбонатных коллекторов обладает диэлектрический каротаж. По данным ИК можно уверенно оценивать характер насыщения коллекторов с пористостью 6% и более. Наименьшей чувствительностью обладает метод ИНК.
3. По данным исследований ИНМ в карбонатных коллекторах с низкой динамической пористостью не всегда отмечается расформирование зоны проникновения в водоносных пластах. Например, в интервале воронежско-ливенского горизонта в водоносных коллекторах не наблюдается значимых снижений τ через 18 месяцев после окончания скважины бурением. Видимо, чувствительности метода недостаточно, чтобы наблюдать подобные процессы в интервалах пластов с низкой динамической пористостью.

Исследование структуры и насыщенности карбонатных природных резервуаров радиоволновым методом выполнено в 2-х вариантах: односкважинного радиоволнового профилирования (ОРВП), межскважинного радиоволнового просвечивания (РВГИ).

Односкважинное радиопрофилирование (ОРВП) выполнено в наблюдательных скважинах для оценки электрических и волновых характеристик пород терригенного девона.

Межскважинные измерения РВГИ удалось провести только в одной паре скважин, имеющих минимальное расстояние между стволами около 110 м.

Исследования ОРВП, проведенные на разведочной скважине, доказали наличие нефти в дальней зоне пласта и подтвердили перспективность структуры. Измерения вариантом ОРВП в данной скважине, имеющей обсадку СПТ в интервале 1468-1757 м, проведены на двух частотах и двух разносах установки. Построенные по результатам измерений диаграммы расчетных значений удельного электросопротивления и эффективной относительной диэлектрической проницаемости позволяют отметить сле-

дующее:

- Кривые $\rho_{эфф}$ по ОРВП хорошо коррелируются с данными каротажа БК и ИК, имея при этом закономерно сглаженный характер. Электросопротивление плотных карбонатных пород составляет первые сотни Ом·м и выше, а в интервалах выделенных коллекторов снижается до 30-50 Ом·м. Это создает вполне приемлемые условия для применения РВГИ: расчетная эффективная дальность в породах с $\rho=600-800$ Ом·м составляет 350-500 м; электроконтрастность пластов-коллекторов достаточна для их выделения и корреляции в межскважинном пространстве.

- На графике $\varepsilon_{эфф}$ выделяются интервалы существенно пониженных значений, позволяющие говорить о преимущественно нефтяном характере насыщения. На горизонтах елецких и задонских отложений эти интервалы хорошо согласуются с нефтенасыщенными коллекторами, выделенными по стандартному комплексу ГИС. На горизонте воронежских отложений по ОРВП выделяются интервалы 1552-1557 м и 1574-1592 м пониженных значений $\varepsilon_{эфф} < 6$, характерных для нефтенасыщенных пород, которые, однако, не находят подтверждения в данных стандартных ГИС. Подобные противоречия могут возникать в низкопористых коллекторах трещинно-кавернозного типа, когда по стандартному комплексу каротажа характер насыщения определить трудно.

- Отложения евлано-ливенского горизонта отмечаются несколько повышенными значениями $\varepsilon_{эфф} > 20$, что возможно связано с их литологическими особенностями. На этом фоне три относительных минимума $\varepsilon_{эфф}$ коррелируются с выделенными по ГИС нефтенасыщенными интервалами. Ниже глубины 1648 м нефтенасыщенных коллекторов по данным ОРВП выделить не удастся.

Обобщение результатов радиоволнового исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Кривые электросопротивления по ОРВП и БК, ИК хорошо коррелируются между собой по всему интервалу измерений. При этом, несмотря на более сглаженный характер кривой $R(ОРВП)$, практически все интервалы пластов с коллекторскими свойствами уверенно выделяются. Разрешающая способность примененной установки по вертикали обеспечивает выделение одиночных нефтенасыщенных пластов-коллекторов мощностью не менее 0,8 м и раздельное выделение сближенных пластов, если расстояние между ними более 1.5 м.

2. Необходимо отметить наличие интервалов карбонатных пород с относительно высоким удельным сопротивлением до 800-1000 Ом·м в отложениях елецкого, воронежско-евлано-ливенского и семилукского горизонтов. С учетом вероятной электроанизотропии известняков, эффективная дальность межскважинных исследований РВГИ в этих отложениях с аппаратурой РВГИ-8Ф на частотах около 100 КГц составит не менее 350-450 м и может обеспечить структурное картирование и корреляцию в меж-

скважинном пространстве перспективных на нефть интервалов низкоомных коллекторов этих горизонтов.

3. По графику расчетных значений $\varepsilon_{\text{эфф}}$ наибольший интерес вызывают следующие интервалы:

- интервал 1305-1315 м (подошва заволжского горизонта) выделяется относительно пониженными значениями $\varepsilon_{\text{эфф}} = 6-11$ на фоне средних значений в 16-20 ед., вызванных повышенной глинистостью и, возможно, с повышенным содержанием связанной воды. Так как электросопротивление здесь достаточно высокое, можно предположить наличие низкопористого пласта, перспективного на нефтенасыщение;

- интервал 1435-1500 м в елецких отложениях. Здесь на глубинах 1456-1498 м отчетливо видна прямая корреляция $\varepsilon_{\text{эфф}}$ с пористостью, что позволяет охарактеризовать породы в интервале 1471-1497 м – как водонасыщенные. Выше по разрезу на глубинах 1438-1468 м значения $\varepsilon_{\text{эфф}}$ снижаются до 5-7 ед., что позволяет охарактеризовать эту толщу елецких отложений как перспективную на нефтенасыщение и выделить интервалы низкопористых коллекторов 1438-1442 м и 1450-1455 м. Между ними, в интервале 1446-1448 м при очень низком сопротивлении и повышенной пористости, график $\varepsilon_{\text{эфф}}$ имеет локальный максимум до 14 ед., объяснить который без знания литологических особенностей затруднительно;

- интервал воронежских и евлано-ливенских отложений имеет очень слабо выраженные участки пониженных значений $\varepsilon_{\text{эфф}}$ на глубинах 1568-1574, 1588-1591, 1599-1602 м, что не позволяет рекомендовать их к испытанию. Интересен интервал 1592-1594 м, отмеченный комплексом ГИС только низким сопротивлением. По значениям $\varepsilon_{\text{эфф}}$ - он, вероятно, водонасыщенный,

- интервал 1695-1701 м в семилукских отложениях, выделяемый низкими сопротивлениями и значениями $\varepsilon_{\text{эфф}} = 7-12$ на фоне очень высокой глинистости и, соответственно, высоких средних значений $\varepsilon_{\text{эфф}} = 30-40$, представляет интерес для изучения.

Раздел 4.3. Оптимизация поисково-разведочных работ в локально-нефтеносных горизонтах на примере верхнедевонских карбонатных отложений Южно-Татарского свода.

В данном разделе представлена схема оптимизации поисково-разведочных работ в локально-нефтеносных горизонтах на примере верхнедевонских карбонатных отложений Южно-Татарского свода, выражающаяся в выполнении определенного комплекса работ на стадиях поиска и разведки залежей нефти:

1. Стадия поиска залежей. На этой стадии обобщаются все поисково-разведочные, геолого-промысловые и стандартные скважинные геофизические материалы по старому и новому фонду скважин. Составляются

структурные карты и карты изученности стандартными поисково-разведочными и геолого-геофизическими методами. Изучаются структурно-морфологические параметры всех локальных структур (наличие гидравлического замка, углы наклона крыльев, отношение высоты ловушки к ее ширине), их относительное положение по отношению к глубинным разломам. Производится отбор перспективных нефтеносных структур, удовлетворяющих определенным значениям структурно-морфологических параметров: с гидравлическим замком, углами наклона крыльев более, чем в 10 раз превышающими региональный уклон, и отношением высоты ловушки к ее ширине больше 7 м/км. Выявленные перспективные структуры совмещаются с картами ГК и НГК зон в покрышках резервуаров в пределах выявленных поднятий. Благодаря большей детальности ГК и НГК зон точнее локализуются контуры нефтеперспективных структур, которые годны для проведения работ следующей стадии.

2. Стадия разведки и доразведки залежей. На выявленных локальных структурах применяются дополнительные (к стандартным) методы ГИС (расширенный комплекс ГИС):

- боковое индукционное зондирование для качественного выделения нефтенасыщенных интервалов;
- волновой диэлектрический каротаж, обладающий высокой чувствительностью при определении низкопористых карбонатных коллекторов;
- импульсный нейтронный каротаж для определения зон со средней и высокой динамической пористостью;
- радиоволновой метод (односкважинное радиоволновое профилирование и межскважинное радиоволновое просвечивание), позволяющий определять одиночные маломощные нефтенасыщенные пласты с минимальной предельной толщиной 0.8 м и отдельные пласты с перемычкой между ними более 1.5 м.

Применение подобного расширенного комплекса ГИС позволяет с большей точностью и детальностью получать распределение нефте- и водонасыщенных интервалов в локально-нефтеносных карбонатных горизонтах, и, соответственно, повышать достоверность подсчетных параметров, а значит, категориальность запасов.

В **Заключении** приводятся основные результаты исследований:

- ✓ Показаны закономерности формирования природных резервуаров углеводородов в локально-нефтеносных горизонтах на примере карбонатных отложений верхнего девона Южно-Татарского свода.
- ✓ **Структурный фактор**, выраженный в определенных структурно-морфологических и структурно-тектонических параметрах и **повышенные значения ГК** в покрышках резервуаров в границах выявленных поднятий являются **ведущими критериями нефтеносности** (поисковыми признаками) в локально-нефтеносных карбонатных горизонтах верхнего девона Южно-Татарского свода.

- ✓ Анализ результатов применения расширенного комплекса ГИС на опоискованных структурах позволил определить его значение и содержание для эффективной разведки и доразведки залежей в локально-нефтеносных карбонатных горизонтах верхнего девона Южно-Татарского свода.
- ✓ На основе ведущих критериев нефтеносности и расширенного комплекса ГИС предложены пути оптимизации поисково-разведочных работ в локально-нефтеносных горизонтах на примере карбонатных отложений верхнего девона Южно-Татарского свода.

Основные опубликованные работы по теме диссертации:

1. Кадырова Л.Б. Формирование реологических залежей в отложениях франско-фаменского комплекса на Ромашкинском месторождении: материалы 4-й междунар. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». – М.: МГУ, 2000.-С.105-107.
2. Кадырова Л.Б. Исследование путей поступления водорастворимых загрязняющих веществ в верхние горизонты Миннибаевской площади: тезисы докл. «Геоэкология и современная геодинамика нефтегазовых регионов». – М., 2000. – С.97-99.
3. Кадырова Л.Б. Перспективы открытия залежей УВ в карбонатной толще (на примере площадей Ромашкинского месторождения): материалы 5-й междун. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». – М.: МГУ, 2001.- С.88-90.
4. Кадырова Л.Б. Перспективы нефтегазоносности карбонатных толщ девона: материалы 9-й междунар.конф: «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». М.: МГУ, 2005.-С.73-74.
5. Кадырова Л.Б., Хайретдинов Р.Ш., Хайретдинов Р.Р. Анализ эффективности выявления продуктивных коллекторов в карбонатном девоне по данным ГИС // Геология нефти и газа. – 2005. – № 3. – С.21-25.
6. Кадырова Л.Б. Опоискование перспективных структур карбонатных коллекторов на примере Миннибаевской площади // Геология нефти и газа. – 2006. – №3. – С.38-42.

